



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



**GOBIERNO
FEDERAL**

**DICTAMEN DEL PROYECTO
DE EXPLOTACIÓN LERMA-MALTA-
TALISMÁN**

ABRIL 2012

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	5
III. MANDATO DE LA CNH	8
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	13
A) UBICACIÓN.....	13
B) OBJETIVO	14
C) ALCANCE.....	14
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	17
E) INDICADORES ECONÓMICOS	18
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	21
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	22
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	25
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	26
A) ASPECTOS ESTRATÉGICOS.....	26
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	26
ii. <i>Formulación del proyecto</i>	27
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.....	27
i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i>	27
ii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i>	27
iii. <i>Ingeniería de yacimientos.</i>	29
iv. <i>Intervenciones a pozos.</i>	30
v. <i>Productividad de pozos.</i>	30
vi. <i>Instalaciones superficiales</i>	30
C) ASPECTOS ECONÓMICOS.....	33
D) ASPECTOS AMBIENTALES	35
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	38
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	41
VIII. DICTAMEN	42
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES PETROLERAS	43

I. Introducción

En este documento se presenta el resultado del análisis realizado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante CNH o Comisión) relacionado al Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán.

El Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un Proyecto de Explotación desarrollado por el Activo Integral Poza Rica-Altamira, para el cual solicitó a la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, de la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) la modificación de las asignaciones petroleras 786, 787, 1467 y 1468 que la SENER considera como áreas 073-34, 073-35, 074-34 y 074-35 mediante oficio No. PEP-SRN-1448/2010, del 9 de diciembre del 2010 y recibido en la Secretaría el 16 de diciembre del 2010.

El dictamen del Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán fue elaborado en el marco de lo dispuesto por los artículos 12 y Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (RLR27), y con base en éste, se emite la opinión sobre las asignaciones petroleras que lo conforman.

Para la elaboración del dictamen la CNH revisó y analizó la información originalmente proporcionada por Pemex-Exploración y Producción (PEP), así como los alcances de información presentada a solicitud de esta Comisión, mismos que a continuación se enlistan:

1. Oficio No. 512.081-11 de fecha 24 de febrero del 2011 y recibido en esta Comisión el día 28 de febrero del 2011, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (SENER), por el que esa dependencia remite la siguiente información:
 - Información técnico-económica del Proyecto.
 - Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.

2. Oficio SPE-216/2011, recibido en la CNH el 19 de abril del 2011 por parte de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, mediante el cual se entregó la versión actualizada del proyecto.
3. Oficio SPE-GRHYPE-022/2010 (sic), recibido en la CNH el 28 de enero del 2011 por parte de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, relacionado con la Clase de Costos del Proyecto.
4. Oficio SPE-GRHYPE-029/2011 de fecha 14 de febrero del 2011, por el que PEP da respuesta al oficio D00.-DGH.-013/2011 y envía información para los cálculos realizados para las evaluaciones económicas de los proyectos integrales, exploratorios y de explotación.
5. Oficio SPE-515/2011 recibido en la CNH el día 8 de septiembre del 2011, relacionado con la componente ambiental de los proyectos de explotación. Así como el Oficio SPE-118/2012 recibido en la CNH el día 5 de marzo del 2012, relacionado con los perfiles de producción por campo para los proyectos de explotación.

La información presentada por PEP, así como los requerimientos de información adicional de la CNH se ajustaron a los índices de información y contenidos para la evaluación de los proyectos de explotación de hidrocarburos aprobados por el Órgano de Gobierno de la CNH mediante Resolución CNH.E.03.001/10, consistentes en:

- a. Datos generales del proyecto.
- b. Descripción técnica del proyecto.
- c. Principales alternativas.
- d. Estrategia de desarrollo y producción.
- e. Información económica financiera del proyecto.
- f. Plan de ejecución del proyecto.
- g. Seguridad industrial.
- h. Medio ambiente.

II. Resumen del dictamen

En términos del artículo 12 de la Resolución CNH.09.001/10 de la Comisión, el análisis realizado por la Comisión a los principales componentes presentados por Pemex se resume de la siguiente manera:

- ***Estrategia de explotación***

Conforme a las disposiciones emitidas por la Comisión, a efectos de definir un plan de explotación, Pemex debe evaluar las distintas tecnologías relevantes para los campos en cuestión. A este respecto, presentó la evaluación de dos alternativas; sin embargo, debe documentar en su proyecto el análisis de alternativas tecnológicas, entre las que destacan:

- Evaluación del potencial y posible explotación temprana de gas lutita.
- Optimización del manejo de la producción en superficie.
- Adquisición de información para la actualización de modelos.
- Abandono de campos.

La carencia de análisis de tecnologías alternativas en los aspectos antes señalados limita la identificación del mejor plan de desarrollo.

- ***Ingeniería de yacimientos***

Derivado de la información proporcionada por Pemex, esta Comisión estima que el organismo descentralizado debe contar con programas de estudios que permitan reducir la incertidumbre en la extensión de los yacimientos, así como también con estudios que determinen los mecanismos de empuje que pueden intervenir en la producción de los campos. Asimismo, PEP debe presentar las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos de cada campo, y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.

- ***Volumen original***

La Comisión considera necesario que Pemex realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico. En este sentido, Pemex debe revisar y actualizar sus estimaciones de volumen original.

- ***Factor de recuperación***

El plan de explotación presentado por PEP contempla una meta de factor de recuperación de 96% en un horizonte de planeación a 15 años.

- ***Seguridad Industrial***

Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán en cuanto a la identificación de riesgos operativos para las actividades descritas en el proyecto, resulta importante que Pemex cuente con un programa de identificación y evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la norma API 75 L.

Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos de explotación, Pemex deberá vigilar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad existente.

- ***Ambiental***

Las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental "Proyecto Regional San José de las Rusias".

Las áreas 073-34 y 073-35 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex. Las áreas 074-34 y 074-35 cuentan parcialmente con la autorización en materia de

impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex.

Cabe destacar, que a pesar de que las asignaciones petroleras que Pemex solicita se encuentran amparadas parcialmente, el área correspondiente al Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán se encuentra en su totalidad amparada dentro de la poligonal ambiental del oficio resolutivo perteneciente a dicho proyecto.

- ***Dictamen***

Derivado del análisis en comento, se dictamina el Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán como no favorable, debido principalmente a que los campos que conforman dicho proyecto cuentan con valores de reservas en la categoría Posible, lo que significa que hacen falta trabajos de exploración (delimitación o estudios) que permitan reclasificar la reserva a una categoría mínima de Probable, para que se pueda presentar como proyecto de explotación.

En este sentido y a efecto de que las asignaciones petroleras 786, 787, 1467 y 1468 que la SENER considera como áreas 073-34, 073-35, 074-34 y 074-35 guarden congruencia con las disposiciones jurídicas vigentes, la Comisión considera necesario que Pemex presente a la Comisión para dictamen técnico, una versión nueva del Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán, en el que sean tomadas en cuenta las recomendaciones y observaciones contenidas en el presente documento.

III. Mandato de la CNH

Como consecuencia de la reforma energética aprobada por el Congreso de la Unión en 2008, el Ejecutivo Federal expidió el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 22 de septiembre de 2009, en el que se estableció un régimen transitorio en materia de asignaciones petroleras (artículo Quinto transitorio del RLR27), el cual establece:

“QUINTO.- En materia de asignaciones petroleras:

I. Se tendrán por revocadas aquellas en las que Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios no hayan realizado actividades o ejercido los derechos consignados en las mismas durante los tres años anteriores a la entrada en vigor del presente reglamento, salvo aquellas en que los Organismos Descentralizados tengan programas y proyectos de inversión autorizados o en proceso de autorización o aquellas en que habiendo solicitado el ejercicio de los recursos durante el presente ejercicio fiscal y previo a la publicación de este reglamento, éstos no hayan sido autorizados, lo cual deberán manifestar a la Secretaría en un plazo de noventa días naturales;

II. Aquéllas que no se tengan por revocadas conforme a la fracción anterior y respecto de las cuales Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios expresen en un plazo de noventa días naturales su interés por mantenerlas vigentes, deberán ser revisadas por la Secretaría y por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en un plazo de tres años contados a partir de la fecha de entrada en vigor del presente reglamento, a efecto de modificarlas o, en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.

Para la citada revisión los Organismos Descentralizados deberán presentar la información necesaria en los términos del presente ordenamiento, conforme al calendario que al efecto dichas autoridades expidan, y

III. Las que conforme a las fracciones anteriores se mantengan vigentes pero Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios no expresen interés por ejercer los derechos respectivos, se tendrán también por revocadas.”

Por lo que la Comisión y SENER establecen un calendario de revisión de las asignaciones petroleras otorgadas con anterioridad a la expedición del RLR27, agrupándolas por proyecto, a efecto de modificarlas, o en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.

En relación con lo anterior, la Comisión tiene las siguientes facultades en materia de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y asignaciones petroleras:

- El artículo 33, fracción VIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal establece que a *la Secretaría de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos (...)* *“VIII. Otorgar, rehusar, modificar, revocar y, en su caso, cancelar asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos, tomando en consideración los dictámenes técnicos que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos”*.

- El artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (LR27) señala que *el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, otorgará exclusivamente a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras*. Asimismo, establece que el *“Reglamento de la Ley establecerá los casos en los que la Secretaría de Energía podrá rehusar o cancelar las asignaciones”*.

- La Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH) establece lo siguiente:

Artículo 2º: *“La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos”*.

Artículo 4º: *“Corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, lo siguiente:*

- VI. Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que otorgue la Secretaría de Energía, así como sus modificaciones sustantivas. La ejecución de las obras, trabajos y servicios del proyecto y su funcionamiento se realizarán conforme a lo establecido en el reglamento correspondiente;
 - XI. *Solicitar y obtener de Petróleos Mexicanos y de sus organismos subsidiarios toda la información técnica que requiera para el ejercicio de sus funciones establecidas en esta Ley;*
 - XV. *Emitir opinión sobre la asignación o cancelación de asignación de áreas para fines de exploración y explotación petrolíferas a que se refiere el artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo”.*
- *El artículo 12, fracción III del RLR27 dispone que a las solicitudes de asignación petrolera o de modificación de una existente, Pemex deberá adjuntar el dictamen técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.*

En este orden de ideas, en materia de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, el artículo Décimo Transitorio del Reglamento de la Ley de Pemex dispone que *“Sin perjuicio de las facultades de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, no se requerirá la aprobación a que hace referencia el último párrafo del artículo 35 del reglamento, en los siguientes casos: I. Proyectos que estén en fase de ejecución al momento de la publicación del reglamento, salvo que sean modificados de manera sustantiva [...], y II. Proyectos que estén en fase de definición...”*

A este respecto, el último párrafo del artículo 35 del Reglamento de la Ley de Pemex señala que *“los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que se presenten a la consideración de los Comités de Estrategia e Inversiones deberán contar con la aprobación de la Secretaría en los términos de los ordenamientos aplicables”*.

Por otro lado, de conformidad con sus atribuciones, la Comisión emitió la Resolución CNH.06.002/09 relativa a los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, la cual fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de diciembre de 2009. Dichos lineamientos establecen lo siguiente:

“Artículo 51. Se considera que un proyecto de exploración o explotación de hidrocarburos presenta una modificación sustantiva, cuando exista alguna de las siguientes condiciones:

- I. *Modificación en el alcance del proyecto: cuando el proyecto por el avance y estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.*
- II. *Modificación debida a condiciones ambientales y de seguridad industrial que impacten el proyecto debido a regulaciones externas o internas.*
- III. *Modificaciones en la meta de aprovechamiento de gas, sujeto a la normativa de gas correspondiente en el rango de variación establecido por la Comisión.*
- IV. *Variaciones en el avance físico-presupuestal del proyecto, cuando se encuentre fuera del rango establecido por la Comisión.*
- V. *Variación en el programa de operación del proyecto, cuando se encuentre fuera del rango establecido por la Comisión.*
- VI. Modificaciones en el Título de Asignación de la Secretaría.
- VII. Variación del monto de inversión, de conformidad con los siguientes porcentajes:

Monto de Inversión (Pesos constantes)	Porcentaje de Variación (Máximo aceptable)
<i>Hasta mil millones de pesos</i>	<i>25%</i>
<i>Superior a mil millones y hasta 10 mil millones de pesos</i>	<i>15%</i>
<i>Mayor a 10 mil millones de pesos</i>	<i>10%</i>

“Artículo 52. El proceso de revisión de los términos y condiciones de una asignación, así como de las modificaciones sustanciales, o de la sustitución de los proyectos en curso, de conformidad con el Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo, puede ser iniciado por parte de la Secretaría, de PEMEX, o bien de la Comisión.

Lo anterior, sin detrimento de que esta Comisión, al ejercer sus facultades de verificación y supervisión, considere la existencia de una modificación sustantiva, en términos de lo dispuesto en las fracciones VI, VII, VIII, XI, XIII, XV, XVI, XXI, XXII, XXIII, del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.”

Específicamente para los proyectos a los que hace referencia el artículo Quinto Transitorio del RLR27, la Comisión emitió la Resolución CNH.E.03.001/10, en la que se determinan los elementos necesarios para dictaminar los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como para emitir la opinión sobre las asignaciones asociadas a éstos.

Mediante dicha normativa la Comisión determinó los índices de información que debe proporcionar Pemex a la Comisión para estar en posibilidad de dar cumplimiento a lo dispuesto por el artículo Quinto Transitorio del RLR27, así como a los artículos 52, 53 y Segundo Transitorio de los Lineamientos referidos en el punto anterior.

Por lo que en congruencia con lo previsto en las disposiciones jurídicas vigentes antes señaladas, la Comisión Nacional de Hidrocarburos formula el dictamen técnico respecto de los proyectos a los que se asocian las asignaciones petroleras en revisión conforme al artículo Quinto transitorio del RLR27, y con base en el mismo, emite la opinión sobre las asignaciones relacionadas con dichos proyectos, a efecto de asegurar su congruencia con las disposiciones legales en vigor.

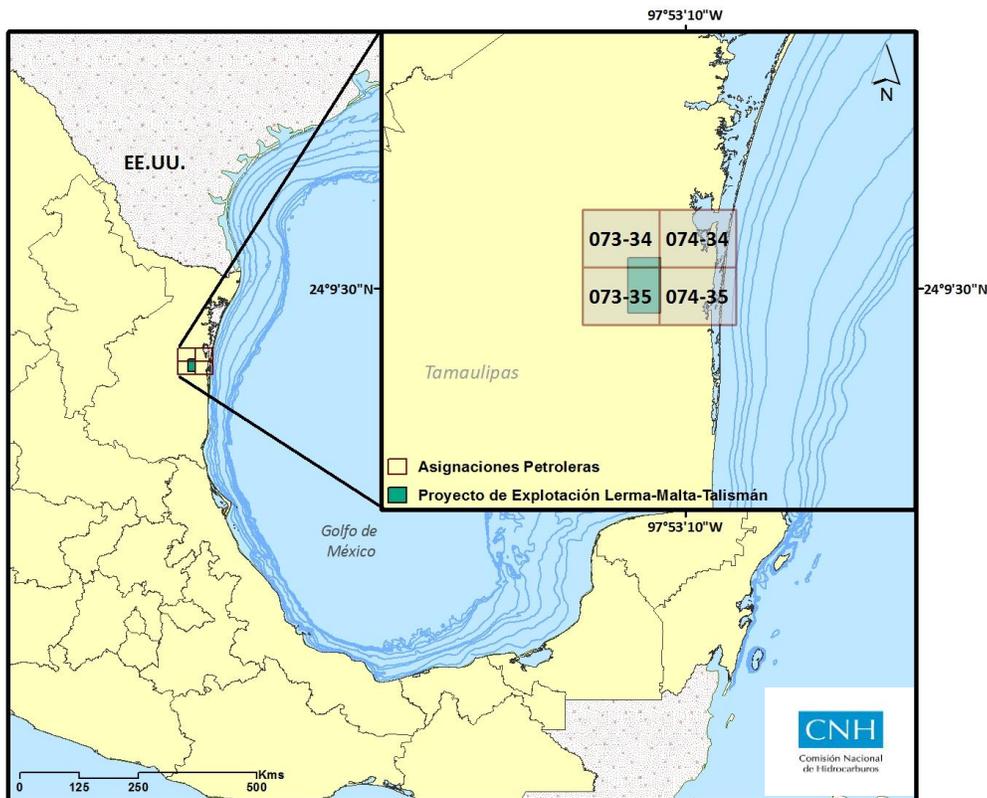
IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el Oficio No. SPE-216/2011, del 19 de abril del 2011, a continuación se presentan las características principales del proyecto con el cual la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación.

El Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán pertenece al Activo Integral Poza Rica–Altamira de la Región Norte de PEP, Figura 1. El área a desarrollar se localiza en la porción sur de la Cuenca de Burgos dentro del área San José de las Rusias limitado por las coordenadas 23°50'–24°30' latitud Norte y 97°55' – 98°15' longitud Oeste; cubre un área de 56 km², conteniendo tres campos no desarrollados potencialmente productores de gas y condensado con cantidades apreciables de H₂S y CO₂ denominados Lerma, Talismán y Malta.

Figura 1. Localización del Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán.



b) Objetivo.

De acuerdo a la documentación presentada por Pemex, el objetivo del proyecto es desarrollar los campos Lerma y Talismán, para obtener un volumen de producción acumulado de 150 mmpc de gas, lo que equivale a una reserva a explotar de 30 mmbpce en el periodo 2011-2025.

c) Alcance.

El proyecto considera la perforación de 20 pozos de desarrollo, 2 estaciones de recolección de gas, 2 estaciones de compresión, 1 planta de estabilización de gas, 1 planta endulzadora, 1 planta de inyección de agua congénita y 4 gasoductos, mediante una inversión de 3,009 millones de pesos.

Pemex analizó y evaluó dos alternativas, de las cuales realizó la selección para la ejecución del proyecto.

Alternativa 1. *Desarrollar el proyecto para extraer únicamente el gas de la formación Jurásico Olvido, endulzarlo y ponerlo a las condiciones de operación e inyectarlo al ducto de 48 pulgadas que va de Cactus, Chiapas a estación Los Ramones, Nuevo León, el cual pasa a 12 km de los campos del proyecto.*

A continuación se describen las principales actividades contempladas por campo y proyecto en su conjunto.

Campo Lerma: *En este campo la formación Jurásico Olvido cuenta con dos yacimientos denominados Jurásico Olvido Inferior (MOI) y Jurásico Olvido Superior (MOS); el proyecto propone la perforación de 12 pozos de desarrollo en el yacimiento MOI y 4 pozos en el MOS para un total de 16 pozos en el campo Lerma.*

Campo Talismán: *En este campo solamente hay un solo yacimiento que es el MOI en el cual se propone la perforación únicamente de 4 pozos de desarrollo.*

El gas amargo será tratado en superficie y posteriormente inyectado al ducto de 48 pulgadas que va de Cactus, Chiapas a los Ramones, Nuevo León, en la intersección con este ducto se acondicionará el punto de inyección.

En superficie, el proyecto contempla la construcción de dos estaciones de recolección de gas, dos estaciones de compresión, una planta estabilizadora de condensados, una planta endulzadora para gas amargo, una planta de inyección de agua congénita, la construcción de un gasoducto de 6 pulgadas para cada una de las estaciones de recolección hacia la planta de separación, un gasoducto de la planta de deshidratación hacia compresoras y un gasoducto del sistema de compresión hacia el gasoducto de 48 pulgadas que va de Cactus a estación Los Ramones que pasa a 12 kilómetros del desarrollo propuesto. En el cuadro 3.1 se muestran las actividades físicas totales que comprende esta opción. Actualmente, esta configuración se tiene funcionando en el Complejo Procesador de Gas Arenque en Cd. Madero, Tamaulipas.

Alternativa 2. *Esta alternativa consiste en seguir con el mismo plan de desarrollo de la alternativa 1, sólo que considera la adquisición de un módulo de endulzamiento para todo el desarrollo del proyecto y cuando se tenga la producción máxima se rentaría otro módulo por un periodo de 4 años.*

Una vez evaluadas las alternativas, PEP identificó que la mejor, es la alternativa 1.

En la Tabla 1, se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 1.

Tabla 1. Producción de la alternativa seleccionada.

Alternativa 1	
Año	Qg (mmpcd)
2011	0
2012	24.7
2013	75.5
2014	67
2015	53.4
2016	42.7
2017	34.1
2018	27.3
2019	21.8
2020	17.5
2021	14
2022	11.3
2023	9
2024	7.1
2025	5.7
Total	150 (mmmpc)

En la

Tabla 2 se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación por categoría al 1 de enero de 2010, pertenecientes a los campos del Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán.

Tabla 2. Volumen original y factores de recuperación de gas.

Categoría	Volumen original	Factor de recuperación
	Gas (mmmpc)	Gas (%)
1P	0.0	0
2p	244.9	64
3P	284.1	71

Pemex ha revaluado las reservas de los campos a partir de los procesos de certificación externa e interna, de la interpretación de las líneas sísmicas 2D, de los registros geofísicos e información geológica y los datos obtenidos de las pruebas de producción y análisis del gas, se obtuvo la cuantificación de la reservas de gas de los campos del proyecto.

Las reservas remanentes gas de los campos del Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán se presentan en la Tabla 3, al 1 de enero de 2010.

Tabla 3. Reservas de crudo y gas natural al 1 enero de 2010.

Categoría	Reserva remanente de gas (mmpc)
1P	0
2P	155.5
3P	201.5

d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2011-2025 en el proyecto es de 3,009 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 1,925 millones de pesos, como se describe en la Tabla 4.

Tabla 4. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos).

Año	Inversión (mmpesos)	Gastos Operativos (mmpesos)
2011	0	0
2012	767.6	139.8
2013	454.7	214.9
2014	171.1	202.3
2015	156.6	220.8
2016	147	229.1
2017	146.5	189
2018	146.2	161.2
2019	146.1	143.8
2020	145.9	114.8
2021	145.7	92.1

2022	145.6	73.9
2023	145.4	58.7
2024	145.2	46.8
2025	145.1	37.7
Total	3,009	1,925

e) Indicadores económicos

Para el proyecto se usó un precio promedio del gas natural de 6.6 dólares por millar de pie cúbico.

La tasa de descuento utilizada fue del 12 por ciento anual y el tipo de cambio de 13.77 pesos por dólar; en el cálculo de impuestos se aplicó la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos vigente.

En el horizonte 2011-2025, el proyecto requiere una inversión de 3,009 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 13,627 millones de pesos. El gasto de operación de 1,925 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto. Lo anterior puede observarse en la Tabla 5.

Tabla 5. Estimación de inversiones, gastos de operación fijos y variables (mmpesos).

Año	Gastos de Operación (mmpesos)	Inversión (mmpesos)	Total de ingresos (mmpesos)	Flujo de Efectivo antes de impuestos (mmpesos)	Flujo de Efectivo después de impuestos (mmpesos)
2011	0	0	0	0	0
2012	139.8	767.6	819.9	-87.5	-410.6
2013	214.9	454.7	2,502.20	1,832.50	846.3
2014	202.3	171.1	2,218.10	1,844.80	968.3
2015	220.8	156.6	1,769.80	1,392.40	682.1
2016	229.1	147	1,417.30	1,041.30	463
2017	189	146.5	1,129.30	793.9	325.4
2018	161.2	146.2	903.5	596.1	213
2019	143.8	146.1	723.6	433.7	126.9
2020	114.8	145.9	581.5	320.9	74.3
2021	92.1	145.7	464.9	227.1	29.9
2022	73.9	145.6	373.2	153.7	-4.5
2023	58.7	145.4	296.6	92.5	-33.3
2024	46.8	145.2	236.9	44.9	-54.2
2025	37.7	145.1	190.4	7.5	-72.3
Total	1,925	3,009	13,627	8,694	3,154

Los resultados económicos correspondientes del proyecto, para la alternativa de desarrollo elegida, se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Indicadores Económicos.

		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidad
Valor Presente Neto	VPN =	5,287	2,005	mmpesos
Valor Presente Inversión	VPI =	1,794	1,794	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI =	2.95	1.12	peso/peso
Relación beneficio costo	B/C	2.85	0.79	peso/peso
Tasa interna de retorno	TIR	2,095	206	%

El proyecto obtendría un VPN de 5,287 millones de pesos antes de impuestos y de 2,005 millones de pesos después de impuestos.

V. Procedimiento de dictamen

El dictamen de este proyecto dentro de los considerados en el Artículo Quinto Transitorio del RLR27, se inicia con la solicitud de Pemex a la SENER para la modificación o sustitución de asignaciones para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.

A su vez, la SENER solicita a la CNH la opinión sobre las asignaciones que corresponden a cada proyecto. En el caso que nos ocupa, el Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán, la SENER solicitó dicha opinión mediante el Oficio No. 512.081-11 respecto de las asignaciones denominadas: 786, 787, 1467 y 1468 que la SENER considera como áreas 073-34, 073-35, 074-34 y 074-35.

Recibida la solicitud, la CNH verificó que la documentación entregada contuviera la información necesaria para iniciar el dictamen y opinión respectiva, de acuerdo al índice establecido en la Resolución CNH.E.03.001/10.

Conforme a la Resolución CNH.09.001/10, y el artículo 4, fracción XI de la LCNH, la Comisión puede requerir a Pemex información adicional o que hubiera sido omitida en el envío, además de aclaraciones a la misma, a efecto de continuar con los trabajos del dictamen y emisión de la opinión respectiva.

Para efectos de lo previsto en el Artículo Quinto Transitorio del RLR27, la CNH emite la opinión sobre una Asignación Petrolera en el momento en que emita el dictamen técnico sobre el proyecto que corresponda, en los términos previstos en la normativa correspondiente.

Asimismo, como se establece en la Resolución CNH.09.001/10, el dictamen y las opiniones que en su caso emita la CNH como resultado del procedimiento descrito, podrán ser: Favorable, Favorable con Condicionantes o No Favorable.

a) Suficiencia de información.

Para la elaboración del presente dictamen, se revisó y analizó la información técnico-económica del Proyecto; así como la actualización correspondiente de información adicional requerida por esta Comisión.

De conformidad con el índice de información aprobado por la CNH mediante Resolución CNH.E.03.001/10 la CNH determinó que cuenta con la suficiente información para iniciar el dictamen. El resultado de este análisis se refiere en la tabla siguiente:

1. Datos generales del proyecto	
1.1 Objetivo	
Suficiente	Comentario:
1.2 Ubicación	
Suficiente	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
Suficiente	Comentario:
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones; gasto de operación; producciones de aceite, gas y condensados; aprovechamiento de gas; metas físicas; indicadores económicos; capacidad instalada del proyecto para manejo de producción; capacidad de ejecución para perforación y reparación de pozos; mantenimientos) a la fecha de presentación	
Suficiente	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la SHCP	
Suficiente	Comentario:
d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la SHCP y el proyecto presentado a la Comisión	
Suficiente	Comentario:
e) Relación entre las actividades documentadas en la Cartera de la SHCP y las que sustentan las reservas conforme al último reporte presentado ante Comisión (Comparar premisas, inversiones, perfiles de producción, gasto de operación, actividad física, Np, Gp)	
Suficiente	Comentario:
f) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo	
Suficiente	Comentario:
g) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, pozos, obras, mantenimiento, seguridad industrial, manejo de la producción, calidad de hidrocarburos)	
Suficiente	Comentario:
2. Descripción técnica del proyecto	
2.1 Caracterización de yacimientos	

2.1.1 Columna geológica		
Suficiente	Comentario:	
2.1.2 Modelo sedimentario		
Suficiente	Comentario:	
2.1.3 Evaluación petrofísica		
Suficiente	Comentario:	
2.1.4 Modelo geológico integral		
Suficiente	Comentario:	
2.2 Modelo de yacimientos		
a) Señalar los principales mecanismos de empuje de los campos del proyecto y el comportamiento histórico de la presión de producción de los campos		
Suficiente	Comentario:	
2.2.1 Análisis de pruebas de producción y presión		
Suficiente	Comentario:	
2.2.2 Análisis PVT de fluidos		
Suficiente	Comentario:	
2.2.3 Pruebas de laboratorio (Permeabilidad, presión capilar)		
Suficiente	Comentario:	
2.2.4 Técnica para obtener perfiles de producción		
Suficiente	Comentario:	
2.3 Reservas		
2.3.1 Volumen original y factor de recuperación		
Suficiente	Comentario:	
2.3.2 Reservas remanentes 1P, 2P y 3P		
Suficiente	Comentario:	
3. Principales alternativas		
3.1 Descripción de alternativas		
a) Señalar las tecnologías evaluadas y a evaluar; indicando en qué otros campos en el mundo se aplican o se han aplicado con éxito. En el caso de tecnologías a evaluar, señalar cómo y cuándo se harán		
Insuficiente	Comentario: Documentación faltante, no se contempla este inciso en el documento presentado.	
3.2 Metodología empleada para la identificación de alternativas		
Suficiente	Comentario:	
3.3 Opciones técnicas y estrategias de ejecución		
Suficiente	Comentario:	
3.4 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos, desagregar inversiones para abandono, para cada uno de los escenarios analizados		
Suficiente	Comentario:	
3.5 Evaluación de alternativas (Detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR y las premisas económicas utilizadas)		
Suficiente	Comentario:	
3.6 Análisis de sensibilidad y costos		

Suficiente	Comentario:
3.7 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
Suficiente	Comentario:
4. Estrategia de desarrollo y producción	
4.1 Plan de explotación para la estrategia seleccionada (Diagrama de Gantt con las principales actividades del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.2 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección (Descripción general del tipo de infraestructura a utilizar en el proyecto)	
Insuficiente	Comentario: Incluir diagrama.
4.3 Manejo y aprovechamiento de gas	
Suficiente	Comentario:
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
Suficiente	Comentario:
4.5 Perforación y reparación de pozos productores e inyectoros (Tipo de pozos de manera general, estados mecánicos tipo, aparejos de producción, sistema artificial seleccionado)	
Suficiente	Comentario:
4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada	
Suficiente	Comentario:
4.7 Desincorporación de activos y/o abandono (Programa, costos considerados por tipo de infraestructura a desincorporar o pozo a abandonar, en su caso, programa de reutilización de infraestructura)	
Suficiente	Comentario:
5. Información económico financiera del proyecto	
5.1 Estimación de inversiones por categoría y costos operativos fijos y variables, señalando el grado de precisión con el que están hechas las estimaciones.	
Suficiente	Comentario:
5.2 Premisas económicas (Precios de hidrocarburos, premisas de costos en caso de aplicar, costo de fluidos para recuperación secundaria o mejorada, costos de gas para consumo o para BN, generación eléctrica, servicios de deshidratación, compresión, factores de conversión utilizados para BPCE, tipo de cambio y consideraciones de la evaluación económica para cada caso particular del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
5.3 Evaluación económica calendarizada anual, antes y después de impuestos (detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR, y las premisas económicas utilizadas)	
Suficiente	Comentario:
5.4 Análisis de sensibilidad y riesgos	
Suficiente	Comentario:
6. Plan de ejecución del proyecto	
6.1 Programa de perforación y reparación de pozos (Nombre, campo, ubicación, tipo de pozo: convencional o no convencional), fecha de inicio y fin, costo total (separado en equipo, servicios), tipo de equipo utilizado, se debe incluir las actividades de abandono de pozos	
Insuficiente	Comentario: Incluir diagrama de Gantt.
6.2 Programa de recuperación secundaria y mejorada (estudios, actividades, costo, contratista)	
Suficiente	Comentario:
6.3 Programa de infraestructura (Tipo de infraestructura, generalidades, programa de construcción, costo, contratista).	

Se debe incluir manejo y aprovechamiento de gas y medición y control de calidad, así como la desincorporación o reutilización de infraestructura	
Suficiente	Comentario:
7. Seguridad industrial	
7.1 Identificación de peligros	
Suficiente	Comentario:
7.2 Evaluación de riesgos operativos (descripción de observaciones, recomendaciones, así como las anomalías detectadas por certificadores o auditores internos y/o externos, clasificadas por tipo y señalando las que tienen programa para ser atendidas con las actividades del proyecto y fecha)	
Suficiente	Comentario:
8. Medio Ambiente	
8.1 Manifestación de impacto ambiental (Resumen de las actividades autorizadas por la autoridad ambiental y comparativa con las actividades del alcance del proyecto actual)	
Suficiente	Comentario:

b) Consistencia de la información.

Derivado del procedimiento seguido por la Comisión para emitir su dictamen, ésta observó algunas áreas de oportunidad relacionadas con la consistencia y oportunidad de la información que proporciona Pemex. Lo anterior, de conformidad con lo siguiente:

- La documentación de los proyectos de inversión que Pemex presenta ante las diferentes dependencias e instituciones del Gobierno Federal (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Secretaría de Energía, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Comisión Nacional de Hidrocarburos, entre otros) debe ser consistente entre sí en cuanto a objetivos, montos de inversión, metas de producción y alcance, a efecto de que permita análisis congruentes respecto de la misma.

VI. Evaluación de la factibilidad

En el presente apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

- Estratégicos.
- Geológicos, geofísicos y de ingeniería.
- Económicos.
- Ambientales.
- Seguridad industrial.

a) Aspectos estratégicos

i. Análisis de alternativas.

- a) Se requiere un análisis exhaustivo de tecnologías para estar en posibilidad de determinar la combinación tecnológica óptima para obtener el máximo valor económico de los campos y sus yacimientos. Por lo anterior, la CNH considera que Pemex debe mejorar el análisis que realiza para presentar las alternativas, debido a que no contempla un análisis por campo en temas fundamentales como adquisición de información para la actualización de modelos, estimulación e instalaciones.

La estrategia de ejecución reportada en el documento entregado a la Comisión no contempla la factibilidad de evaluar y explotar el potencial de gas lutita que existe en el área del proyecto, por lo que es necesario que Pemex documente un proyecto nuevo relacionado a la evaluación del potencial y la posible explotación temprana de ese recurso no convencional.

- b) La Comisión considera necesario que PEP incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización y el mantenimiento de infraestructura que le permita mantener la seguridad y rentabilidad en el largo plazo.

ii. **Formulación del proyecto**

- a) El proyecto requiere contar con modelos estáticos más confiables, por lo que se recomienda que en los pozos a perforar, se contemple un programa de toma de información, como son núcleos, registros convencionales, registros especiales de mineralogía, de imágenes, de resonancia magnética, VSP, Check Shot, entre otros.
- b) Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción, a la vida útil de las instalaciones, entre otros factores.

b) Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería.

i. **Modelo geológico, geofísico y petrofísico.**

- a) Es indispensable que Pemex cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de generar un modelo estático y dinámico confiable de los yacimientos. Por lo anterior la CNH recomienda que para los pozos nuevos y en los existentes en los que sea posible, se establezca un programa de adquisición de información ambicioso, que apoye en la mejora de los modelos geológicos, sedimentológicos y petrofísicos.

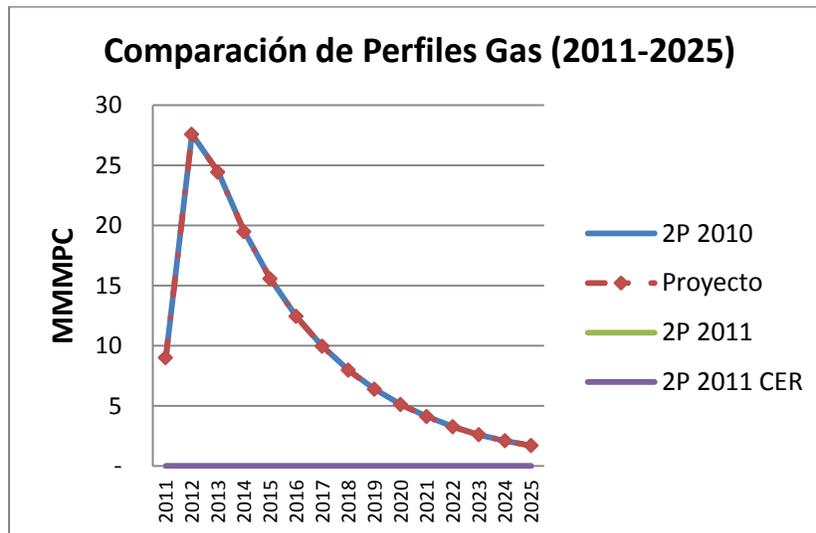
ii. **Volumen y reservas de hidrocarburos**

- a) La Comisión considera necesario que PEP realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico.
- b) Se recomienda que Pemex reduzca las incertidumbres asociadas de los parámetros del volumen original (la extensión del yacimiento), y generar un análisis de sensibilidad para

identificar las variables de mayor impacto del volumen original. También se recomienda adquirir mayor información para reducir las incertidumbres del modelo estático.

- c) Se recomienda que se incluya un análisis de los factores de recuperación de los campos-yacimientos del proyecto, mostrando un comparativo de los factores de recuperación primarios asociados a los mecanismos de producción de los yacimientos y la estrategia de explotación mencionadas para el proyecto.
- d) Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que presenta Pemex y, con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011-2025, obteniendo los resultados mostrados en la Figura 2.

Figura 2. Perfiles de producción de gas, Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán.



Nomenclatura

2P 2010: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero del 2010.

2P 2011: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero del 2011

2P 2011 CER: Evaluación de Reservas Certificador al 1 de Enero del 2011.

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a Dictaminar 2010.

Notas:

1. Los valores de Gas 2P 2010 (Evaluación de reservas al 1 de enero del 2010) corresponden a Gas de Venta.
2. Los valores de Gas 2P 2011 CER, 2P 2011 y Proyecto, corresponden a Gas Producido.

3. Algunas diferencias en la figura, en el horizonte analizado, pueden variar debido a que la información enviada del proyecto por Pemex no contiene explícitamente todos los campos que se analizaron en las base de datos de reservas, por lo que esta información solamente debe ser tomada como referencia para observar que puede haber diferencias significativas.
4. Los certificadores de reservas sólo revisan algunos campos dependiendo de su clasificación en campos mayores, menores y otros, por lo que el perfil de producción podría solamente ser de algunos campos.

Se observa que existe consistencia con las cifras de reservas 2P 2010 que PEP presentó para sustentar sus estimaciones de reservas, sin embargo, para los años 2011 y 2012 las cifras de reservas de los campos de este proyecto no cuenta con reservas 2P que permitan sustentar el desarrollo de un proyecto de explotación.

iii. Ingeniería de yacimientos.

- a) Para apoyar la estrategia de explotación de los campos, la Comisión considera necesario que se cuenten con estudios exhaustivos de los mecanismos de empuje que pudieran intervenir en la producción de hidrocarburos, a fin de conocer los porcentajes de contribución.
- b) Esta Comisión considera que se deben documentar, para los campos principales de este proyecto, todas las propiedades petrofísicas representativas (porosidad, permeabilidad, permeabilidades relativas, presiones capilares, etc.) a nivel de yacimiento.
- c) La Comisión recomienda que se presente de manera detallada los programas de estudios a realizarse debido a que todavía existe mucha incertidumbre en la extensión de los yacimientos.
- d) PEP deberá presentar las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos de cada campo, y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
- e) La CNH considera que Pemex debe realizar un análisis exhaustivo de las tecnologías de explotación que está planteando para el proyecto, debido a que no contempla temas fundamentales como adquisición de información para la actualización de modelos, productividad de pozos y mecanismos de producción primaria.

iv. Intervenciones a pozos.

- a) Es necesario que Pemex establezca un proceso riguroso para las reparaciones de los pozos, ya que esta estrategia aumentará el potencial de producción. De acuerdo con lo anterior, la CNH considera indispensable que se cuente con un modelo estático actualizado, así como que se analice la información nueva adquirida en los pozos a incorporar.
- b) Pemex debe revisar o establecer un procedimiento para el taponamiento de pozos y el desmantelamiento de instalaciones, que tome en cuenta que en los campos se agotaron todas las posibilidades de explotación en la zona que abarca cada pozo a taponar.

v. Productividad de pozos.

Las pruebas de presión-producción son importantes para la elaboración de un modelo dinámico basado en la caracterización de los yacimientos y estudios de productividad, los cuales además, son elementales para el diseño de pruebas piloto en proyectos de recuperación secundaria.

- a) Debido a lo anterior, la CNH recomienda que Pemex realice pruebas de presión para determinar con mayor precisión las propiedades del sistema roca-fluidos que contribuyen a la producción.

vi. Instalaciones superficiales

vi.1 Abandono de instalaciones.

Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción, a la vida útil de las instalaciones, a la rentabilidad del proyecto, entre otros factores.

- a) La Comisión considera necesario que dentro de la estrategia de explotación del proyecto, se considere la posible aplicación de los métodos de recuperación adicional y la evaluación del potencial y posible explotación de hidrocarburos no convencionales como el gas lutita antes de abandonar las instalaciones, que permitan incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos de los campos existentes y la posible explotación adicional en zonas aun desconocidas.

- b) La Comisión considera que Pemex debe atender el rezago (en caso de existir) en la atención de desincorporación de instalaciones y para el taponamiento de pozos.

vi.2 Manejo de la producción.

Actualmente, el Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán no tiene ninguna instalación construida; sin embargo PEP señala que se construirá la infraestructura complementaria necesaria durante el horizonte 2011-2025.

- a) La CNH observa que Pemex no presenta programas de mantenimiento, modernización, optimización y/o sustitución de infraestructura para garantizar el cumplimiento de los objetivos del proyecto, por lo que esto debe quedar considerado en la estrategia del proyecto. Lo anterior, en virtud de que un aspecto importante a considerar es la de garantizar que las instalaciones de producción se mantengan en condiciones de operación segura.

vi.3 Medición.

Pemex menciona que para la medición de gas, tanto en los puntos de entrada como a la salida en los diferentes puntos del sistema para los puntos de referencia, se emplearán medidores de placa (brida-brida o porta placa), utilizados normalmente en la industria petrolera.

Para los puntos de venta o transferencia de custodia mencionan que se podrán utilizar medidores ultrasónicos, los cuales para medición de flujo de gas son más precisos, o los másicos tipo Coriolis, que en el mercado en flujo de gas tienen su grado de aceptación. Asimismo, hablan de que en todos los instrumentos de medición se podrá utilizar a su vez computadores de flujo, que permiten almacenar información, y sistemas de telemetría, para visualizar información en tiempo real.

Para este proyecto, como cualquier otro de explotación, es importante evaluar la cantidad y calidad de los hidrocarburos, con base en las cuales se establecerá su valor económico y/o la causación del pago de impuestos correspondientes. Realizar la medición de los hidrocarburos, tanto dinámica dentro de los procesos de transporte, como estática de inventarios en tanques será de gran importancia en el conocimiento de la producción real de los campos y, por lo tanto, del proyecto.

Asimismo realizar análisis y balances iniciales, intermedios y finales, para hacer mensurables y rastreables los fenómenos que afectan la medición de los hidrocarburos, tales como encogimientos, evaporaciones, fugas o derrames, serán importantes en la determinación del volumen total de producción.

Dar un seguimiento y evaluación constante del funcionamiento de las instalaciones, y operaciones de los procesos, equipos e instrumentos de medición y, en general, de los volúmenes y calidades de hidrocarburos producidos, consumidos y perdidos durante las actividades de producción, procesamiento, transporte y almacenamiento ya que serán elementos que permitirán evaluar y cuantificar la eficiencia operativa.

- a) Con todo lo mencionado, la Comisión recomienda un enfoque integral de gestión y gerencia de medición con base en un Plan Estratégico de Medición, donde se incluyan elementos humanos y materiales que, bajo un enfoque integral, busque alcanzar sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada y su

respectiva cadena de producción; todo ello con el objetivo de disminuir la incertidumbre en la medición.

- b) Los grados de incertidumbre máximos permisibles para las mediciones de los proyectos de Pemex Exploración y Producción, así como un detalle más preciso de la gestión y gerencia de medición y su plan estratégico, serán aquellas establecidas en los lineamientos que la CNH emitió mediante resolución CNH.06.001/11 del 30 de junio de 2011.

c) Aspectos Económicos.

A continuación se presentan las estimaciones realizadas por Pemex para la Alternativa 1, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto. El objetivo es determinar si el Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Por un lado, se analiza el presupuesto asignado al proyecto, los montos de inversión, de costos, de producción gas, de ingresos totales y de flujos de efectivo. Por otro lado, se desglosa el régimen fiscal publicado en la Ley Federal de Derechos en materia de hidrocarburos y se estiman los derechos que corresponde cubrir a PEP.

Los supuestos económico-financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

- Precio del gas igual a 6.6 dólares americanos (USD) por millar de pies cúbicos (mpc).
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.
- Tipo de cambio equivalente a 13.77 pesos por dólar americano.
- Equivalencia gas-barriles de petróleo crudo equivalente igual a 5 millares de pies cúbicos de gas por barril de petróleo crudo equivalente.

- Se asume el Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Crudo igual a cero (se supone que el precio observado cada año corresponde a la estimación realizada para el Presupuesto de Egresos).
- Se considera la cota superior del costo (*cost-cap*) para las deducciones del Derecho Ordinario sobre hidrocarburos.
- La deducción de costos contempla que el total de la inversión se hace sobre explotación y desarrollo.

En la Tabla 7 se muestra los resultados de Pemex.

Tabla 7. Alternativa 1. Indicadores económicos Pemex.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos de Pemex	
		Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	mmp	5,287	2,005
VPI	mmp	1,794	1,794
VPN/VPI	peso/peso	2.95	1.12

- Como se puede observar en la tabla anterior, los indicadores económicos demuestran que el proyecto es rentable, tanto antes como después de impuestos. Situación que fue verificada por esta Comisión.
- Después del análisis de los indicadores económicos de las dos alternativas, la Alternativa 1 resultó la más rentable dados los escenarios que entregó Pemex. Esta opción registra el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.
- En el documento entregado por Pemex, se señala que para estimar los diversos costos se han implementado las cédulas de costos de perforación y construcción de obras. Esto permite un mayor nivel de confiabilidad de los esquemas de costos utilizados en la formulación y evaluación de proyectos. Sin embargo, para la elaboración de una cédula de costos que permita contar con niveles de estimación de costos Clase II es necesario contar con los datos básicos de los pozos, situación que deberá verificarse.

d) Es importante mencionar que, el proyecto presenta flujos de efectivo negativos después de impuestos a partir del año 2022. La rentabilidad del proyecto aumentaría si el periodo de extracción se limita (antes de que los flujos de efectivo sean negativos); de ser este el caso, se observaría un incremento del VPN; dicha situación podría evaluarse a futuro y proponer alternativas que permitan extender los flujos de efectivo positivos del proyecto.

d) Aspectos Ambientales.

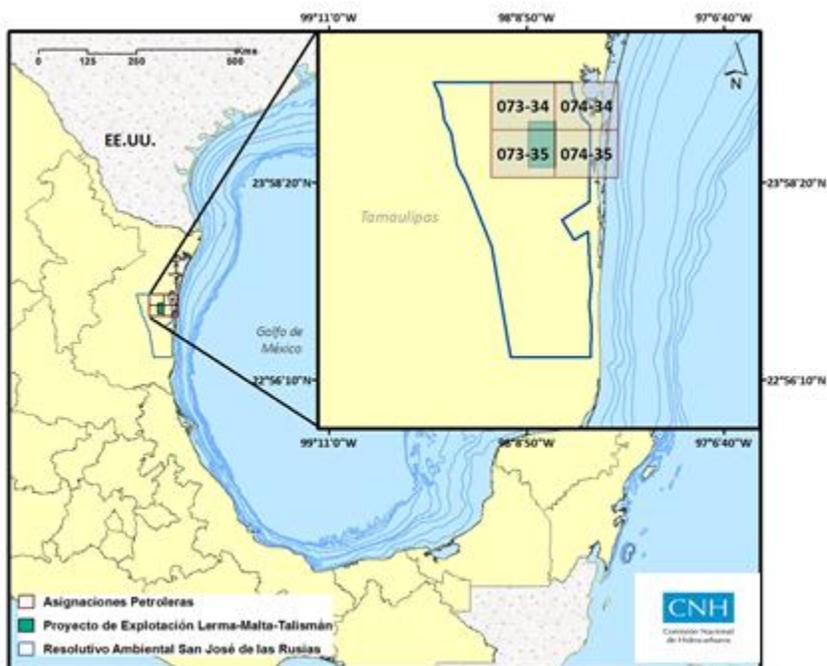
De la información señalada por Pemex, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán, se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Proyecto Regional San José de las Rusias”.

En relación con este proyecto, Pemex obtuvo la siguiente autorización:

- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2899.08 de fecha 12 de septiembre de 2008, por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Regional San José de las Rusias” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo.

La Figura 3 muestra la ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente, así como las asignaciones del Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán.

Figura 3. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán.



a) La Comisión concluye que, de acuerdo a la figura 3, las áreas 073-34 y 073-35 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex (Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2899.08).

De igual manera, las áreas 074-34 y 074-35 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex (Oficio resolutivo S.S.G.P.A./DGIRA.DG.2899.08).

Cabe destacar, que a pesar de que las asignaciones petroleras que Pemex solicita se encuentran amparadas parcialmente, el área correspondiente al Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán se encuentra en su totalidad dentro de la poligonal ambiental del oficio resolutivo perteneciente a dicho proyecto.

Esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes toda vez que Pemex requiera extender o ampliar las actividades a las zonas no amparadas ambientalmente.

- b) Atendiendo a la magnitud de las obras y actividades a desarrollar, la Comisión considera pertinente que cualquier modificación o actualización de las autorizaciones en materia de impacto ambiental se realicen por campo, a fin de que la distribución de proyectos sea homóloga con los criterios utilizados en la industria petrolera del país.
- c) Lo anterior también aplica para nuevos proyectos que PEP presente ante las autoridades competentes en materia de medio ambiente.
- d) En caso de que lo mencionado en el inciso b) anterior no sea posible, se requiere que para los proyectos que PEP presente a la CNH en lo futuro, agregue un apartado identificando las actividades que corresponden a cada proyecto/campo de los proyectos mencionados en la solicitud de autorización.
- e) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en el oficio resolutivo mencionado para brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.
- f) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.

Considerando todo lo expuesto, se concluye que el Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán cuenta con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades autorizadas en los oficios resolutivos correspondientes emitidos por la autoridad (SEMARNAT).

e) Aspectos de Seguridad Industrial.

La seguridad industrial debe verse como un sistema de administración integral, que incluya los diferentes elementos que lo soportan, empezando por una documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos por medio de metodologías bien definidas, la administración del cambio que incluya la interrelación entre instalaciones y personal con el objetivo de revisar y actualizar constantemente procedimientos operativos que deriven en prácticas seguras de trabajo involucrando a proveedores y contratistas, los cuales, al igual que el personal de Pemex, deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.

Identificación de Riesgos. En lo referente a la identificación de riesgos, PEP trabaja bajo el Sistema PEMEX-SSPA.

Asimismo, menciona también que durante la identificación de los peligros y riesgos a los que pudieran estar expuestas las instalaciones del proyecto están los siguientes eventos: Fugas de gases en las distintas etapas del proceso, fugas en instrumentos y rupturas por golpes externos.

Evaluación de Riesgos. La evaluación de los riesgos y peligros identificados se hace a través de una evaluación detallada de consecuencias y frecuencias, la cual incluye el modelado de tasa de descarga, evaporación de charco, dispersión de nube de vapor tóxica, incendio y explosión, así como también el desarrollo de árboles de eventos y de la elaboración de una base de datos de frecuencias de fallas de componentes y de probabilidades de errores humanos. La evaluación de frecuencias que realizan se usa para confirmar las expectativas del equipo de análisis de riesgo en los procesos.

PEP menciona que para la reducción de riesgos operativos y la exposición de sus trabajadores a condiciones de riesgo, se tiene en programa la implementación de mecanismos que incluyen medidas como: realizar evaluaciones de riesgo operativo implementando las recomendaciones en las instalaciones; incorporar sistemas de paro de emergencia; incorporar sistemas

instrumentados de seguridad independientes del sistema de control de proceso y/o separadores.

En muchas de las operaciones de perforación y de instalación, así como mantenimiento de instalaciones, intervienen empresas externas, que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios para realizar las actividades, por lo que es imperante contar con empresas especializadas en esta clase de trabajos con experiencia certificada y calificada para realizar las tareas de gran magnitud y complejidad requeridas por la industria petrolera, con capacidad técnica y financiera comprobables, a fin de garantizar la ejecución y finalización de las tareas contratadas, debiendo utilizar tecnología de vanguardia, además realizar sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental.

- a) La Comisión recomienda ampliamente que este proyecto, como cualquier otro, debe tener un enfoque basado en la administración de riesgos, con el propósito de brindar un punto de vista íntegro a la seguridad en la industria, y que provea de igual manera una vida útil extendida al activo y una optimización en la producción.
- b) La Comisión considera necesario que la evaluación de riesgos operativos que realice PEP deberá contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.
- c) Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo nacional o internacional, para operaciones costa dentro y costa afuera. Se sugiere revisar lo establecido en la norma API RP 75 L.

- d) Esta Comisión también considera necesario el diseño, implementación y uso de un sistema informático que resguarde, administre y dé seguimiento al plan de integridad, lo cual brindará transparencia y retroalimentación continua de la ejecución de los sistemas para la seguridad industrial.
- e) La CNH recomienda que PEP mantenga evaluados los riesgos por incendios, explosiones y fugas, así como documentados los planes de contingencia para atenderlos. En este sentido, es de la mayor importancia que cuente con un plan de reparación de daños y las coberturas financieras requeridas de acuerdo a los escenarios posible.
- f) Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos de explotación sin posibilidades de volver a producir, Pemex deberá vigilar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad existente.

VII. Conclusiones y recomendaciones

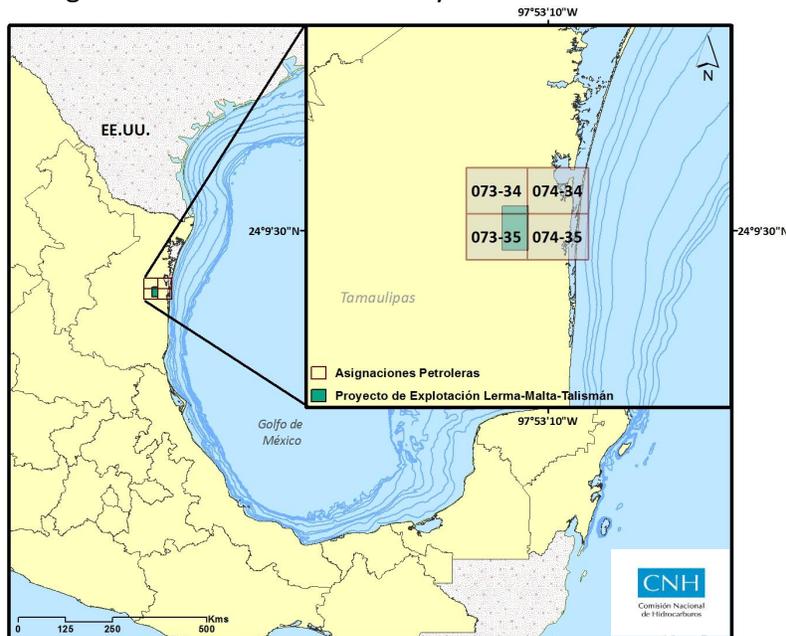
CONCLUSIONES

Conforme a la información que fue remitida a esta Comisión, el grupo de trabajo realizó su análisis y resolvió sobre el Dictamen del proyecto.

En este sentido, el grupo de trabajo determina lo siguiente:

- a) Se dictamina como no favorable al Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán.
- b) Se emite opinión no favorable, en términos del presente dictamen, a las asignaciones petroleras que corresponden a dicho proyecto, números: 786, 787, 1467 y 1468 que la SENER considera como áreas 073-34, 073-35, 074-34 y 074-35, Figura 4.

Figura 4. Asignaciones Petroleras del Proyecto Lerma-Malta-Talismán.



- c) La opinión a las asignaciones petroleras y el dictamen al proyecto se harán públicos, en términos de lo establecido por el artículo 4, fracción XXI, de la Ley de la CNH.

VIII. Dictamen

Derivado del análisis en comento, se dictamina el proyecto de explotación Lerma Malta Talismán como no favorable, por lo que se refiere a las actividades de explotación manifestadas en el alcance de dicho proyecto.

Lo anterior, derivado principalmente a que los campos que conforman dicho proyecto cuentan con valores de reservas en la categoría Posible, lo que significa que hacen falta trabajos de exploración (delimitación o estudios) que permitan reclasificar la reserva a una categoría mínima de Probable, para que se pueda presentar como proyecto de explotación.

En este sentido y a efecto de que las asignaciones petroleras 786, 787, 1467 y 1468 que la SENER considera como áreas 073-34, 073-35, 074-34 y 074-35 guarden congruencia con las disposiciones jurídicas vigentes, la Comisión considera necesario que Pemex presente a la Comisión para dictamen técnico, una versión nueva del Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán, en el que sean tomadas en cuenta las recomendaciones y observaciones contenidas en el presente documento.

IX. Opinión a las asignaciones petroleras

Para la emisión de la presente opinión, la Comisión toma en cuenta el resultado del Dictamen técnico del proyecto, la información presentada por PEP para el otorgamiento, modificación, cancelación o revocación de una asignación petrolera, así como la información adicional que este órgano desconcentrado solicite.

Dicha opinión se integra en atención al análisis realizado a las componentes estratégicas, de modelo geológico y diseño de actividades de exploración, económica, ambiental y de seguridad industrial que se expresan en el contenido del Dictamen.

Como se establece en la Resolución CNH.09.001/10, las opiniones que en su caso emita la CNH como resultado del procedimiento, podrán ser favorables, favorables con condicionantes o no favorables.

En términos de los comentarios, conclusiones, recomendaciones y condicionantes al proyecto que han quedado descritas en el presente documento se emite la opinión con la finalidad de que la SENER los tome en consideración en los términos y condiciones de los títulos de las asignaciones petroleras que corresponda otorgar para el Proyecto de Explotación Lerma-Malta-Talismán.

En este sentido, se emite opinión en sentido no favorable, en términos del presente dictamen, para las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 786, 787, 1467 y 1468 que la SENER considera como áreas 073-34, 073-35, 074-34 y 074-35.